

Beneficios del Sistema Avanzado para el Manejo de la Distribución del Ecuador

Jaime Cornelio Castro Vázquez, Gabriel Benjamín Salazar Yépez, Escuela Politécnica Nacional (EPN), Quito – Ecuador

Abstract— This paper presents the benefits offered by the ADMS (ADVANCED DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEM) implemented in Ecuador, for which this document talk first about the modernization of substations. Then, the four subsystems of which the ADMS is formed are detailed, as well as the operational hierarchy of the different Control Centers that allow the control, supervision and monitoring of the distribution system of the 20 Electric Distribution Companies of Ecuador. There is also talk about the user interfaces that the system has, having an interface only for SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) functions as backup and another interface that allows to execute all the functionalities.

In addition, the types of users of the system are detailed, highlighting the advantages offered by ADMS. Finally, examples of application of some ADMS functionalities are shown, in order to demonstrate the benefits of this system, as well as to encourage members of the different Distribution Companies to take advantage of the use of ADMS.

Index Terms—ADMS, Control Centers, Distribution Companies, interfaces, SCADA, substations.

I. INTRODUCCIÓN

El control y protección de subestaciones eléctricas se basaba en equipos electromecánicos, incluso en la actualidad en ciertos lugares, aún se utiliza este tipo de equipamiento. No obstante, estos equipos no son capaces de almacenar información, por lo que era necesario la presencia del ser humano para realizar la recolección de datos y enviarlos al personal que toma las decisiones [1].

En las últimas décadas, se ha acelerado el desarrollo de la tecnología en las ramas de la electrónica y telecomunicaciones, por lo que se ha dado el uso de microprocesadores en los elementos de medición y control de una subestación [2] permitiendo así la realizar la supervisión y control de equipos desde sistemas centralizados, que pueden estar ubicados en una subestación o desde un Centro de Control que permita el

manejo de varias subestaciones [3]. De esta manera, estos sistemas permiten salvaguardar la integridad de los equipos y sirve para realizar análisis posoperativos con el fin de mejorar la operación de la subestaciones.

Para poder obtener los beneficios antes mencionados, es necesario realizar la modernización y automatización de subestaciones, para lo cual se requiere cambiar el equipamiento electromecánico por dispositivos electrónicos inteligentes, conocidos como IEDs (por sus siglas en inglés de Intelligent Electronic Device), que son relés y medidores que cuentan con la tecnología necesaria para implementarse en estos sistemas centralizados [4].

II. DESARROLLO DE CONTENIDOS

A. Definición de ADMS

El ADMS, por sus siglas en inglés de Advanced Distribution Management System, implementado en Ecuador, se encuentra compuesto por varios subsistemas que se describen a continuación [4]:

1) SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition): Es el sistema capaz de adquirir la información de campo, que permite realizar la supervisión y control de los equipos desde un lugar remoto [5]. Cada Empresa Eléctrica de Distribución de Ecuador maneja el sistema SCADA “OASyS” desarrollado por Schneider Electric.

2) OMS (Outage Management System): Permite realizar la gestión de las interrupciones que se dan en el Sistema Eléctrico de Distribución [5], permitiendo almacenar la información de las mismas, para el posterior cálculo de indicadores de calidad de energía eléctrica conocidos al nivel internacional y los calculados al nivel nacional acorde a la Agencia de Regulación y Control (ARCONEL) en su regulación “No. ARCONEL 005/18” escogiendo la Empresa Eléctrica de Distribución, la fecha inicial y final del período que se desea calcular.

3) MWM (Management Work Mobile): Sistema encargado del despacho, localización y gestión de las cuadrillas de trabajo, en línea, con el fin de las cuadrillas más cercanas y capacitadas puedan atender una falla o ejecutar un mantenimiento, de manera oportuna, disminuyendo así los tiempos de energía no suministrada.

4) DMS (Distribution Management System): Este sistema posee la modelación de la red de distribución y posee funcionalidades capaces de realizar cálculos de ingeniería en línea. Las funcionalidades que posee el ADMS de Ecuador son:

- Analizador de topología
- Trazado avanzado
- Estimador de Estados
- Flujo de potencia
- Índice de rendimiento
- Reconfiguración de la red
- Localización, aislamiento y restauración de falla
- Deslastre de carga
- Cálculo de falla
- Protección (análisis de operación, sensibilidad y coordinación)
- Optimización Volt/Var
- Ubicación óptima de capacitores

Más adelante se muestran ejemplos de aplicación de varias de estas funciones realizadas en parte de la red de Distribución del país. El ADMS de Ecuador está focalizado específicamente al Sistema Eléctrico de Distribución del país y mediante protocolo ICCP (Inter Control Center Protocol) mantiene comunicación con el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía), con el fin de obtener la información en tiempo real de las subestaciones de transmisión del Sistema Nacional Interconectado, ya que son una fuente de alimentación para el Sistema de Distribución, así como al CENACE conocer el estado de la red de distribución en tiempo real.

B. Arquitectura de los Centros de Control

El ADMS de Ecuador, tiene como finalidad abarcar todo el sistema de distribución al nivel país, por lo que este se encuentra estructurado de la siguiente manera: 20 Centros de Control Locales, 6 Centros de Control Regionales y un Centro de Control Nacional. Estos Centros de Control poseen una jerarquía desde el punto de vista operativo como se muestra en la figura 1.

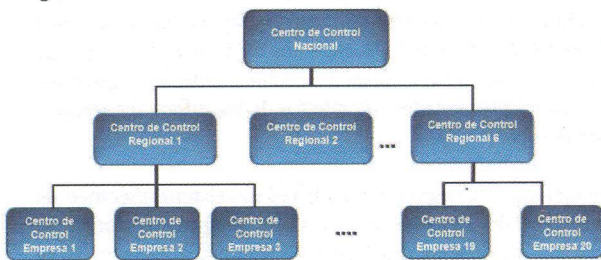


Fig. 1: Jerarquía de Centros de Control [Elaboración Propia].

Los Centros de Control Locales, se encuentran ubicados en cada una de las 20 empresas de Distribución del país, desde los cuales se controla, supervisa y monitorea los equipos de campo de su propio sistema eléctrico; además, desde estos centros se hace el manejo y la gestión de cuadrillas, gestión de las interrupciones de energía, integración de subestaciones nuevas, actualización del modelo de red y manejo de las diferentes funcionalidades del ADMS.

El Centro de Control Nacional de Distribución, está en la facultad de establecer procedimientos, políticas y lineamientos para la operación al nivel nacional del Sistema de Distribución, basados en estándares internacionales como el IEC 61968 y regulaciones emitidas por la ARCONEL, como la “Regulación No. ARCONEL 005/18”. Además a partir de los análisis post operativos, este Centro de Control, recomienda las mejores prácticas para la reconfiguración de la red, gestión de cuadrillas, interrupciones, alarmas, así como procedimientos a seguir en situaciones emergentes. En caso de que sea necesario, es capaz de tomar los controles de los Centros de Control Locales y Regionales.

Los Centros de Control Regionales, abarcan una zona geográfica definida como se muestra en la tabla 1. Por medio de estos centros se puede realizar análisis post operativos, y demás funciones ya que están en la capacidad de tomar el control de los Centros de Control Locales en casos emergentes o cuando sea disposición del Centro Nacional de Distribución.

TABLA 1
Zonas definidas de los Centros de Control Regionales [6].

Zona o Región	Sede	Empresas Eléctricas
01_Norte	Quito	13_EMELNORTE_Ibarra 14_EEQSA_Quito 20_CNEL_Sucumbios
02_Centro	Ambato	01_EEASA_Ambato 03_CNEL_Bolívar 06_ELEPCOSA_Cotopaxi 15_EERSA_Riobamba
03_Sur	Cuenca	02_EEACA_Azogues 05_CENTROSUR_Cuenca 07_CNEL_El Oro 18_EERSA_Loja
04_Manabí	Manta	08_CNEL_Esmeraldas 11_CNEL_Manabí 16_CNEL_Santo Domingo
05_Zona Guayaquil	Guayaquil	04_CNEL_Guayaquil 09_CNEL_Guayas Los Ríos 10_CNEL_Los Ríos 12_CNEL_Milagro
06_Santa Elena	Salinas	17_CNEL_Santa Elena 19_ELECGALAPAGOS

C. Interfaces Gráficas de Usuario

El ADMS, cuenta con dos interfaces gráficas de usuario, que se detallan a continuación:

- **ezXOS**
Es la interfaz gráfica desarrollada por Schneider Electric para el sistema SCADA “OASyS”, que posee cada Empresa Eléctrica de Distribución de Ecuador. Cada SCADA Local, es

una parte fundamental del ADMS, ya que es de gran importancia para realizar los controles para situaciones emergentes, por ejemplo: cuando se dé la pérdida de comunicación entre los servidores de un Centro de Control Local y el Centro de Control Nacional, el Centro de Control Local tomaría el control únicamente con funciones SCADA [6].

En la figura 2, se muestra el esquema de la interfaz ezXOS, en la parte superior izquierda se encuentra el nombre de la Empresa Eléctrica de Distribución, seguidamente se encuentra el menú de herramientas, pantallas y listas. Las nuevas alarmas (en tiempo real) se encuentran en la parte inferior. La ventana principal muestra con detalle lo que el usuario requiera; en este caso, se muestra el sumario de eventos de la EEQ (Empresa Eléctrica Quito) en tiempo real, es decir, se detalla la hora del evento, nombre de la señal, a que subestación pertenecen la señal y la descripción (mensaje) del evento.



Fig. 2: Estructura de la interfaz ezXOS [6].

A partir de esta interfaz, desde los Centros de Control Locales, tienen acceso a la información de los equipos teledidos y telecontrolados, tales como señales: digitales, analógicas y contadores. Asimismo, permite acceder a: Eventos, alarmas, estado de RTUs (por sus siglas en inglés de Remote Terminal Unit), editor avanzado de la base de datos ADE (por sus siglas en inglés de Advanced Database Editor), a través de las herramientas, pantallas del sistema y listas como se muestra en la figura 3.

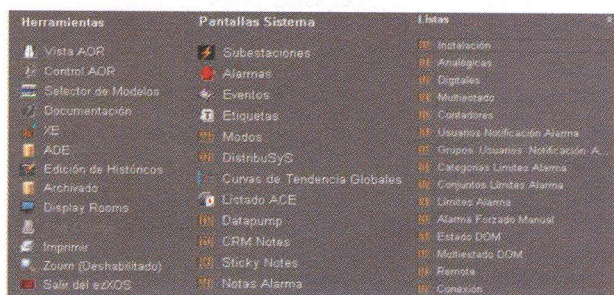


Fig. 3: Menú de herramientas, pantallas y listas del ezXOS [6].

Además, esta interfaz permite visualizar en tiempo real estado de los equipos de maniobra y seccionamiento, así como las principales señales eléctricas en el diagrama unifilar de cada subestación que se encuentra integrada al sistema. Por ejemplo, en la figura 4, se muestra el diagrama unifilar de la Subestación Chimbacalle de la EEQ.

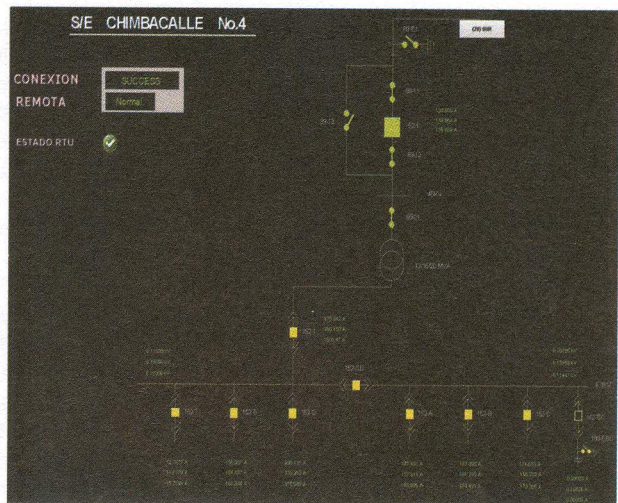


Fig. 4: Diagrama Unifilar de la Subestación Chimbacalle de la EEQ, en ezXOS [6].

• **DMD**

Es la interfaz gráfica del ADMS (por sus siglas en inglés de Dynamic Mimic Diagram) [5]. Por medio de la barra de herramientas se puede acceder a las diferentes prestaciones que brinda el sistema, tales como:

- El árbol de red, que permite el desglose de cada: Región, Empresa Eléctrica de Distribución, Subestación, Transformadores y Alimentadores, así como buscar cualquier elemento que se encuentre en la red de Distribución.
- Funcionalidades avanzadas, que permiten realizar cálculo en línea, como flujos de potencia, estimador de estados, localización-aislamiento y restauración de fallas, deslastre de carga, cálculo de cortocircuitos, etc.
- Funciones OMS, que son utilizadas para la gestión de las interrupciones, ordenes de trabajo, vehículos, cuadrillas y llamadas por parte de los usuarios finales de la red de Distribución
- Sumarios del Sistema SCADA, permite visualizar en tiempo real: eventos, alarmas, señales (analógicas, digitales, contadores, calculadas), conexiones, etc.
- Permite observar cada parte del sistema eléctrico de distribución, es decir, una vista geográfica donde se muestran capas del limites regionales, nombre, de calles, cuadras, etc; una vista del diagrama unifilar de cada subestación y una vista de todo el sistema eléctrico que cada Empresa Eléctrica de Distribución, conocido también como vista ortogonal. En cada una de estas vistas, se puede acceder a todas las señales asociadas a cada interruptor, así como las propiedades y catálogos de los diferentes equipos de la subestación.

Por ejemplo, la figura 5 ilustra la red del sistema eléctrico de Distribución de Ecuador en su vista geográfica, donde se incluye las incidencias (en forma de triángulo) y alarmas (en forma de círculo).

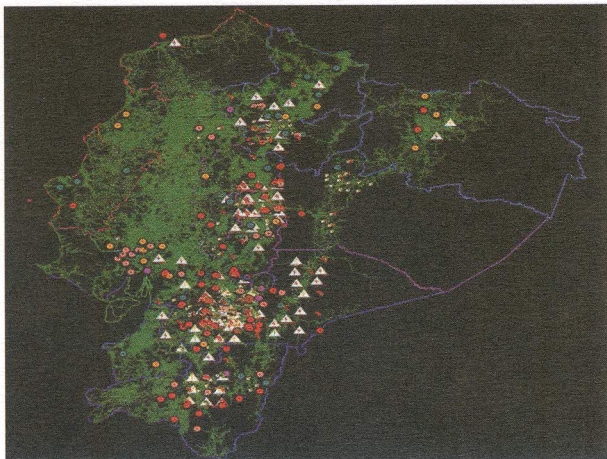


Fig. 5: Red Eléctrica de Distribución del Ecuador [6].

Por medio de esta interfaz, se puede utilizar las diferentes funcionalidades del ADMS antes mencionadas.

En la figura 6, se muestra la vista de la Subestación Chimbacalle de la EEQ, en donde se puede apreciar la información en tiempo real de las diferentes señales, por ejemplo: Corrientes de las fases (Ia, Ib, Ic), Voltajes fase-fase (Vab, Vbc, Vca), Potencia activa (P), Potencia reactiva (Q), Factor de Potencia $\cos(\varphi)$, posición del tap del transformador (para transformadores con cambiador de tomas bajo carga), así como el estado abierto/cerrado de interruptores, seccionadores y señales de alarmas que el operador ha inhibido (e) por cada una de las bahías. Asimismo, información relevante que posee todo diagrama unifilar, como: nombre de cada uno de los alimentadores, capacidad del transformador, niveles de voltaje de barras y transformador, etc.

Adicionalmente se puede acceder a información más detallada de los equipos de campo de la subestación, por ejemplo: las señales eléctricas asociadas a un interruptor (analógicas, digitales, contadores, calculadas) y las propiedades de un interruptor, tales como: nombre, número de fases, estado abierto/cerrado y datos de catálogo del interruptor (tiempo de apertura, corriente pico, corriente nominal, etc.).

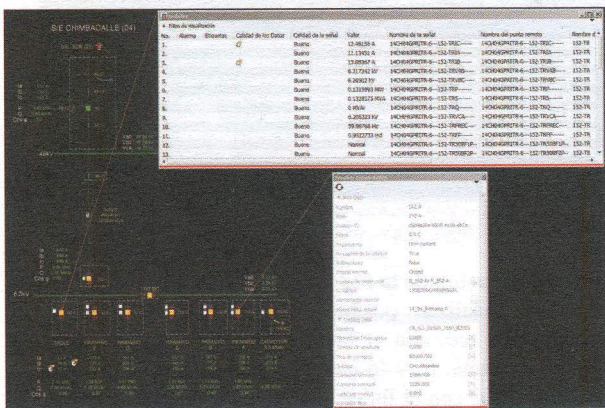


Fig. 6: Subestación Chimbacalle de la EEQ, en la interfaz DMD [3].

Otra de las ventajas que tiene el DMD, es que cuenta con información detallada y se puede acceder a ella fácilmente, por ejemplo la gran cantidad de alarmas que se maneja simultáneamente en el sistema se las clasifica de diversas formas, una de ellas es a través de la severidad asignada, dividida en 7 niveles: crítica (color magenta), alta (color rojo), principal (color anaranjado), media (color salmón), menor (color púrpura), baja (color verde) y ninguna (color azul) [6]. En la figura 7, se muestra el sumario de alarmas de subestaciones a nivel nacional que tienen severidad crítica.

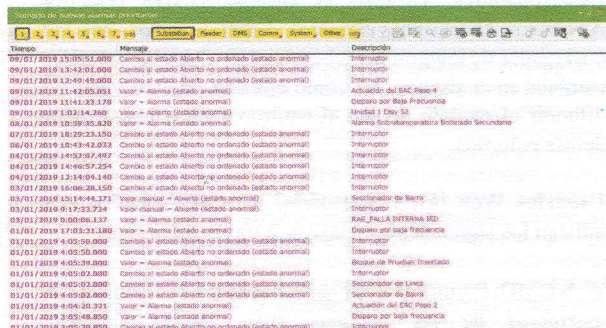


Fig. 7: Alarmas con severidad crítica (color magenta) [6].

D. Tipos de Usuarios del ADMS

Los usuarios se clasifican en dos grupos, los que tienen acceso a través de una consola propia del sistema a los diferentes entornos del ADMS y los que acceden desde internet a través de los servicios web, como se muestran en la figura 8.

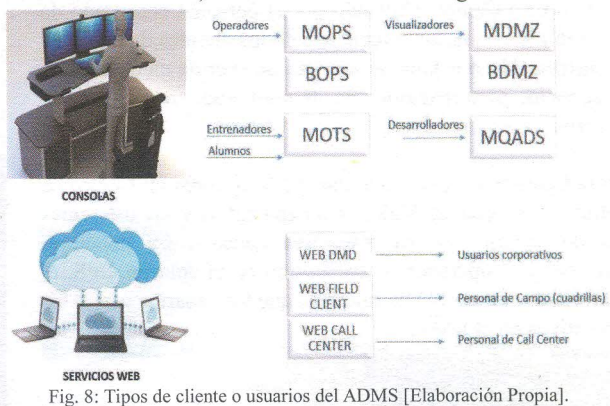


Fig. 8: Tipos de cliente o usuarios del ADMS [Elaboración Propia].

➤ Usuarios que utilizan una Consola del sistema ADMS [6]:

- Administradores: Los administradores de los Centros de Control Locales y de los Centros de Datos Nacionales tienen acceso a todos los entornos y tienen la responsabilidad de revisar que todos los servicios estén funcionando normalmente.
- Operadores: Tienen acceso al entorno OPS (Operator Production System) y son los encargados de realizar la operación de la red de distribución eléctrica en tiempo real.

- Visualizadores: Son usuarios corporativos que tienen acceso al entorno DMZ (Demilitarized Zone), en el que se encuentra la información en tiempo cuasi real, pero no pueden ejecutar ningún mando hacia los equipos de campo.
 - Entrenadores/Alumnos: Tienen acceso al entorno OTS (Operator Training System), solamente desde los Centros de Control Regionales.
 - Desarrolladores: Utilizan el entorno QADS (Quality Assurance Developing System). Estos usuarios son los encargados de integrar las subestaciones al ADMS, realizar cambios en el sistema, así como ejecutar pruebas antes de difundir el modelo de red al entorno OPS y luego a los demás entornos.
- **Usuarios Web [6]:** Los usuarios web son aquellos que utilizan los siguientes aplicativos, a través de internet:
- Web DMD: Permite programar las ordenes de trabajo a los ingenieros de las distintas áreas de la Empresa Distribuidora ajenas al Centro de Control Local. Este aplicativo generalmente es más utilizado por los Ingenieros de Mantenimiento.
 - Web Field Client: Permite al personal de cuadrillas de Operación y Mantenimiento recibir las órdenes de trabajo a través de este sistema y comunicar la finalización de su trabajo a través del mismo.
 - Web Call Center: Utilizado por el personal encargado de recibir las llamadas o reclamos de los clientes de la red de distribución por falta de servicio de energía eléctrica, mal servicio, perturbaciones en el alumbrado público, entre otros.

En la figura 9, se muestra a manera de ejemplo un Centro de Control Local, con un Video Wall (pantalla) y los diferentes tipos de usuarios en su respectiva consola. En donde el supervisor y el operador se encuentran en el entorno OPS, el Desarrollador en el QADS, mientras que los usuarios web y los corporativos en el DMZ.



Fig. 9: Esquema de operación en un Centro de Control Local [8]. [Elaboración Propia].

En la figura 10, se ilustra el esquema del entorno OTS que existe en los Centros de Control Regionales.

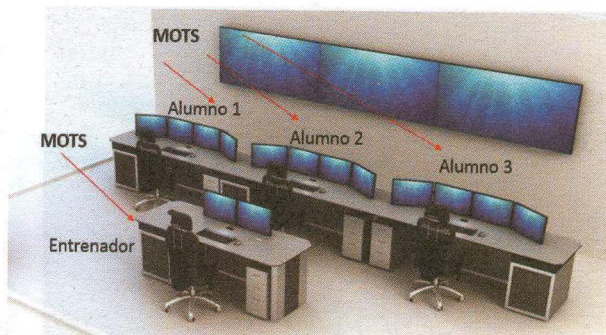


Fig. 10: Esquema de operación en un Centro de Control Regional - Entorno OTS [5] [Elaboración Propia].

E. Ejemplos de aplicación en parte de la red de distribución de Ecuador de las funciones avanzadas del ADMS

Una vez realizado toda la investigación acerca del ADMS y haberlo sintetizado en los puntos anteriores, se ejecutó ejemplos de aplicación de las funcionalidades avanzadas del ADMS en diferentes partes de la red del Sistema de Distribución, con el fin de demostrar las bondades técnicas que presenta este sistema, así como para incentivar a los miembros de las diferentes Empresas de Distribución a sacar provecho del uso del ADMS.

A continuación se describen ejemplos de aplicación algunas de las funcionalidades del ADMS:

➤ **Analizador de Topología**

Esta función, permite colorear la red de distribución por diferentes criterios, por ejemplo por los niveles de voltaje, como se muestra en la figura 11, donde la red Eléctrica de Distribución en su vista geográfica, se encuentra representada en color Rojo a un nivel de 13.8 kV, Azul de 23 kV y marrón de 34.5 kV.

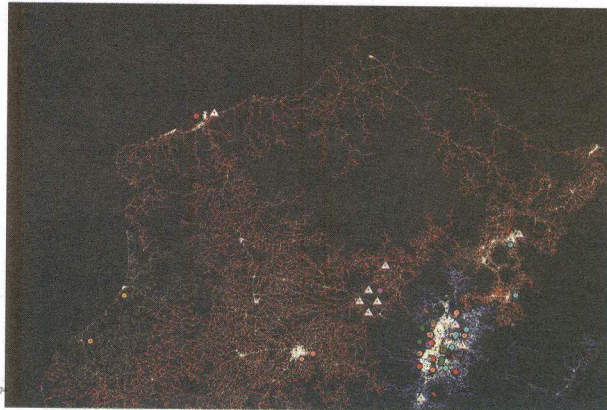


Fig. 11: Sección de la Red Eléctrica de Distribución con niveles de voltaje 13.8 kV (rojo), 23 kV (azul) y 34.5 kV (marrón) [6].

➤ **Reconfiguración de la red**

Sirve para analizar posibles reconfiguraciones de la topología- de la red, con el fin de obtener la configuración óptima de la misma, para lo cual la funcionalidad sugiere un plan de maniobras con el fin de alcanzar uno de los siguientes objetivos o una combinación de ellos [6]:

- Disminuir pérdidas de potencia activa
- Equilibrar las cargas tanto para alimentadores como para transformadores
- Evitar la sobrecarga de la red
- Aumentar la confiabilidad
- Considerar puntos de enlace cercanos

Los resultados de esta función, se despliegan en un informe que detalla el estado inicial y final de la red luego de la reconfiguración planteada, más el beneficio que se obtendría en caso de ejecutarse el plan de maniobras sugerido por esta aplicación [6].

En la figura 12 se muestra un ejemplo de esta función considerando todos los alimentadores primarios de la S/E la Floresta de la EEQ, donde se puede observar que las pérdidas de potencia activa y el desequilibrio de la carga de los alimentadores seleccionados disminuyen en pequeña cantidad, mientras que aumenta la fiabilidad, con una secuencia de maniobras que implica el cambio de estado de 6 elementos de maniobra o seccionamiento.

Beneficio	Inicial	Final	Beneficio
Pérdidas de potencia activa []	258.52	254.57	3.95
Desequilibrio de carga de alimentadores seleccionados [%]	8.994	5.126	3.869
Desequilibrio de carga de los transformadores afectados [%]	0.000	0.000	0.000
Fiabilidad (ENSI) [KWH]	570.67	568.16	10.51

Fig. 12: Pestaña de resumen del Informe de reconfiguración de red [6].

➤ **Localización de falla, aislamiento y restauración**

La funcionalidad FLISR (por sus siglas en inglés de: Fault Location, Isolation and Restoration), permite disminuir los tiempos de interrupción del servicio y por lo tanto mejorar los índices de confiabilidad. La función FLISR puede ejecutarse de forma automática en alimentadores que posean elementos telecontrolados y de forma manual de acuerdo al requerimiento del operador. Esta aplicación se encuentra conformada por las siguientes funciones [6]:

• **Localización de falla**

La funcionalidad FL (Por sus siglas en inglés de: Fault Location), permite realizar el cálculo de la localización de fallas. Se ejecuta de forma automática de acuerdo con la información en tiempo real que recibe de los relés de protección, quienes reportan: tipo de falla, fases con falla, corrientes de falla [6].

También es posible ejecutar esta función de forma manual, para lo cual el operador debe indicar el tipo de falla (monofásica, bifásica, bifásica a tierra o trifásica), valor de la corriente de falla por cada fase y las fases en la que se ha detectado la falla [6].

Como resultado de esta función, se obtiene los elementos de la red con posibilidad de falla y cual tiene el mayor porcentaje

de probabilidad. Esto ayuda a despachar la cuadrilla de campo al lugar indicado, reduciendo los costos de movilización y el tiempo de interrupción del servicio eléctrico.

• **Aislamiento de falla**

Ante la presencia de una falla, esta función sugiere un plan de maniobras que permita aislar los elementos de la red involucrados. Una vez ejecutado el aislamiento, el personal de las cuadrillas de campo puede acceder al segmento de red donde ocurrió el problema para solucionarlo [6].

• **Restauración del suministro**

Sirve para realizar las maniobras que permitan restaurar el servicio de energía eléctrica a los usuarios, después de haber localizado y aislado la falla, o luego de un mantenimiento planificado que haya afectado a la continuidad del servicio. Es capaz de tomar en cuenta todas las alternativas posibles para volver a energizar el tramo de red que temporalmente se encuentre fuera de servicio [6].

• **Volver al estado de pre-falla**

Esta función permite retornar la red eléctrica a condiciones normales de operación sugiriendo un plan de maniobras, es decir, volver la red al estado que estuvo antes de la interrupción, ya sea causada por una falla o por un trabajo planificado. Además, permite considerar la verificación de violaciones de: voltaje, número de operación de interruptores, sobrecargas de líneas y transformadores [6].

• **Ejemplo de aplicación del FLISR**

Aprovechando las ventajas del modo simulación del entorno OPS, se muestra a continuación un ejemplo de aplicación de la función FLISR, ejecutada de forma manual:

Primero se simuló la interrupción del servicio con la apertura del interruptor 5211B1 de la S/E El Batán del A/P España de la EEASA. A este interruptor se encuentran asociadas las señales de corrientes de falla registradas en el relé de protección durante el último disparo, cuyos valores son: IFALLA-A=2953 A, IFALLA-C=3024.6 A, en las fases A y C respectivamente, como se muestra en la figura 13.

Nombre	Descripción	Estado	Valor	RTU	Elemento
01BATACORP05-13_05211B1-FALLA-A	Comando de Falla Fase A	Normal	2953.00	01 BATAN SIEMENS SICAMPS	5211B1
01BATACORP05-13_05211B1-FALLA-C	Comando de Falla Fase C	Normal	3024.60	01 BATAN SIEMENS SICAMPS	5211B1
01ORIENTCORP05-13_05211B1-FALLA-C	Comando de Falla Fase C	Normal	2755.70	01 ORIENTE ABB RTU560	5212B1
01ORIENTCORP05-13_05211B1-FALLA-N	Comando de Falla Neutral	Normal	2755.70	01 ORIENTE ABB RTU560	5212B1
04ALBORADACORP12-13_051712-FALLA-C	Comando de Falla Fase C	Normal	1450.00	04 ALBORADA SUR SCOUT740	5212
04ALBORADACORP12-13_051712-FALLA-A	Comando de Falla Fase A	Normal	1566.00	04 ALBORADA SUR SCOUT740	5212
04ALBORADACORP12-13_051712-FALLA-B	Comando de Falla Fase B	Normal	1258.00	04 ALBORADA SUR SCOUT740	5212

Fig. 13: Señales de Interruptores con corrientes de fallas registradas [6].

Utilizando estos valores de corriente de fallas registradas en el ADMS, se ingresa la información referente al tipo de falla en la función "localización de falla", como se muestra en la figura 14. Como resultado se obtuvo el lugar con mayor probabilidad de falla que se indica en la figura 15.

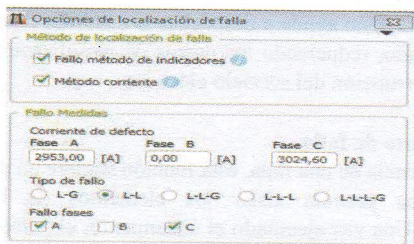


Fig. 14: Parametrización de Localización de falla para el ejemplo de aplicación [6].

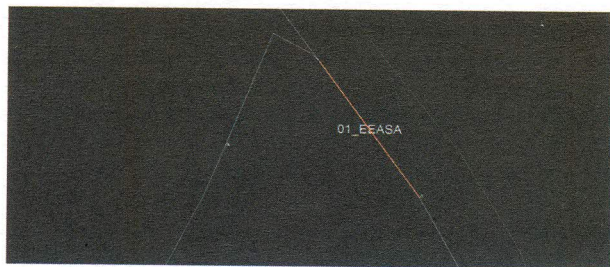


Fig. 15: Elemento de la red con mayor probabilidad de falla [6].

Posteriormente se realizó el aislamiento de la falla a través de las maniobras sugeridas por esta función, que para el ejemplo en análisis consiste en la apertura del seccionador “EEASA_752”, como se muestra en la figura 16. En la figura 17 se muestra en la vista geográfica en color azul la parte del alimentador que continuaría sin servicio al momento de realizar el aislamiento de falla.

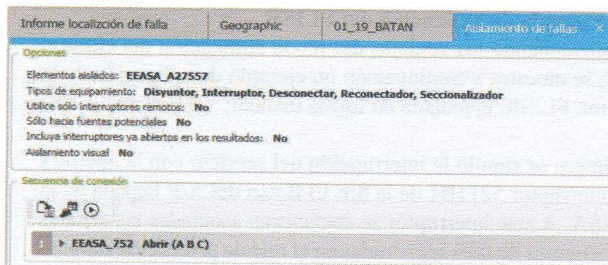


Fig. 16: Secuencia de Maniobras para ejecutar el “Aislamiento de falla” [6].

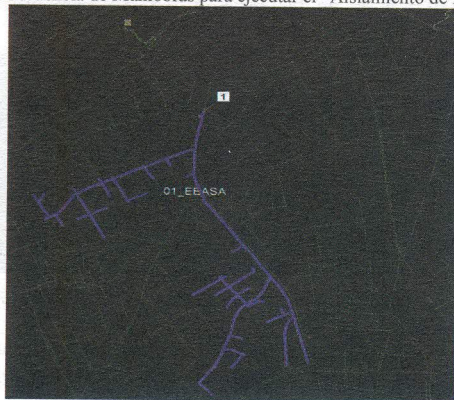


Fig. 17: Resultado de la ejecución de la función de “Aislamiento de falla”, para el ejemplo de estudio [6].

Una vez aislada y corregida la falla, se ejecuta la funcionalidad “restauración del suministro”, dando como resultado varias opciones de secuencia de maniobras.

En la figura 18 se muestra la pestaña de resumen del informe que brinda esta funcionalidad, presentando el número de variantes posibles para restaurar el servicio, el valor en kW de la carga restaurada y no restaurada, número de consumidores restaurados, así como la mejor opción de maniobras.

En la figura 19 se muestra las tres opciones que se tiene para restaurar el suministro. Debido a que la primera opción es la mejor, se ejecutó dicha secuencia para realizar la restauración del suministro.

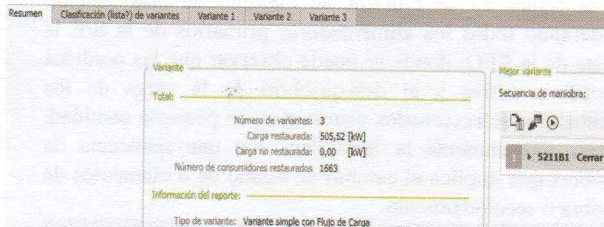


Fig. 18: Resumen del informe de la función “Restauración del suministro” [6].

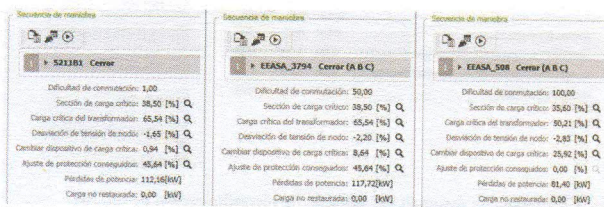


Fig. 19: Opciones de secuencias de maniobras para restaurar el suministro [6].

Finalmente se ejecuta la función “volver al estado de pre-falla” que sugiere una secuencia de maniobras para retornar la red eléctrica a su estado anterior a la interrupción. En la figura 20 se muestra que el alimentador ha retornado a sus condiciones normales de operación gracias a las maniobras sugeridas por esta función (en este caso, cerrar el mismo elemento que permitió realizar el aislamiento de la falla “EEASA_752”), donde se destaca en color amarillo el segmento de la red a la que se restauró el servicio previamente y en verde claro la que fue restaurada una vez ejecutado el plan de maniobras sugerido por esta función.

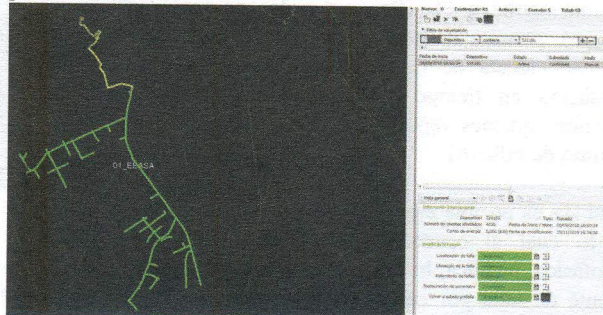


Fig. 20: Alimentador luego de ejecutar la función “Volver al estado de pre-falla” [6].

III. CONCLUSIONES

- El ADMS abarca todos los ámbitos relacionados con el Sistema Eléctrico de Distribución, es decir, los funcionarios del sector eléctrico del país pueden visualizar que es lo que sucede en tiempo real a través del entorno DMZ; los operadores de los centros de control se encargan de estar atentos a cualquier evento, falla o alarma y tomar las decisiones del caso para la correcta operación del sistema eléctrico que le corresponda; los desarrolladores por medio del entorno QADS realizan nuevas integraciones y cambios que sean requeridos; incluso permite la capacitación de nuevos operadores de los Centros de Control de todas las Empresas Eléctricas de Distribución, a través del entorno OTS. Además, permite receptor los reclamos de los usuarios finales a través del Call Center y luego ser atendidos por las cuadrillas de campo en coordinación del centro de control, agilitando así la atención al cliente y disminuyendo la energía no suministrada.
- Las funcionalidades avanzadas que posee el ADMS en tiempo real, permiten realizar simulaciones previo a ejecutar maniobras en los equipos de campo, con el fin de salvaguardar integridad de los equipos, así como realizar análisis post operativos que permitan facilitar la planificación de la operación del Sistema Eléctrico de Distribución del país.
- A través del ADMS, se puede realizar la operación del Sistema Eléctrico de Distribución del Ecuador, por medio de los 20 Centros de Control Locales en tiempo real, siendo un sistema de categoría mundial de alta tecnología, que permite dar una mejor atención a los usuarios finales de la red de Distribución. Además, es de gran importancia la capacitación del nuevo personal a través del entorno OTS, lo cual permite ejecutar un plan de maniobras en modo simulación con el fin de evitar posibles sobrecargas de equipos o aperturas no deseadas de elementos de maniobra / seccionamiento.
- El ADMS, es un software especializado que permite los operadores de los centros de control actúen de forma inmediata ante la presencia de gran cantidad de alarmas de manera simultánea, es decir, el sistema clasifica las alarmas por severidad asignada y le da la facilidad al operador de dirigirlo inmediatamente al equipo fallado, con tan solo hacer un clic, permitiendo el restablecimiento del suministro de energía eléctrica lo más pronto posible, sin afectar la integridad de los equipos ni del personal.
- A partir de los ejemplos de aplicación desarrollados de las funcionalidades avanzadas del ADMS, cabe recalcar que el uso de las mismas son de gran importancia, ya que tienen impactos positivos en la red de Distribución. La función reconfiguración de la red, permite disminuir las pérdidas de potencia activa y el* desequilibrio de la carga de los alimentadores a través de un plan de maniobras. La función FLISR ayuda a localizar el lugar de la falla, para así despachar la cuadrilla de campo al lugar indicado, reduciendo los costos de movilización y el tiempo de interrupción del servicio eléctrico y por lo tanto mejorar los índices de confiabilidad.

IV. REFERENCIAS

- [1] «M. Benítez. Implementación práctica del Protocolo IEC 61850 en Subestaciones Eléctricas. Problemas y soluciones. Cap. 3 y 4».
- [2] «L. Aragón. Fundamentos de Smart Grids. Sistemas de Automatización de Subestaciones».
- [3] J. I. E. Fombuena y J. L. Rodríguez, «Telecontrol de redes eléctricas», p. 106.
- [4] H. Santana, D. López & E. Trujillo, «Redes de Comunicación y Automatización de Sistemas de Potencia - Un paso hacia la tecnología de las Redes Inteligentes (Smart Grids)». [En línea]. Disponible en: <https://revistas.udistrital.edu.co/ojs/index.php/REDES/article/view/6384/7907>. [Accedido: 19-oct-2018].
- [5] «Schneider Electric. Telvent ADMS Solution. Specifications Document».
- [6] «ADMS (ADVANCED DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEM)- Ecuador», Quito, 2018.
- [7] Empresa Eléctrica Quito S.A., «Suministro e Implantación del Sistema SCADA/OMS – MWM/DMS, para las Empresas Eléctricas de Distribución del País. Arquitectura y Configuración del Sistema.», Quito, TE-002222-DDF-001, jul. 2013.
- [8] BORALTEC, «Soluciones Videowalls para Centros de Control», *Mobiliario Técnico y Centros de Control*, 09-ene-2017.

V. BIOGRAFÍAS



Jaime Castro Vázquez, Nació en Loja el 04 de Septiembre de 1995. Sus estudios secundarios los realizó en el Colegio Iberoamericano "San Agustín" en Loja. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en Mayo de 2019. Actualmente se desempeña como colaborador de desarrollo de proyectos de energías renovables, estudios en estado dinámico y estacionario de nuevas centrales de generación, así como estudios para la conexión de nuevas subestaciones al Sistema Nacional Interconectado.



Gabriel Salazar Yépez, Nació en Quito, recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en el año 2000; y de Doctor en Ingeniería Eléctrica del Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina en el 2005. Se desempeñó como Coordinador del Área de Investigación y Desarrollo del CENACE, Director de las Direcciones de Tarifas y Regulación del CONELEC, Director Ejecutivo de la ARCONEL, Coordinador Internacional de Electricidad en OLADE, Subsecretario de Eficiencia Energética y Energías Renovables del MEER, Director del Programa de Doctorado en Ingeniería Eléctrica de la EPN, Docente de la EPN. Sus áreas de investigación son Mercados Eléctricos, Transacciones Internacionales de Electricidad, Tarifación del Transporte de Electricidad, Teoría Económica de Regulación, Confiabilidad, Energías Renovables. Actualmente se desempeña como Docente Titular a Tiempo Completo en la Facultad de la Ingeniería Eléctrica en la Escuela Politécnica Nacional.